

4 Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

5 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.

6 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. Частина 1: Створення підземних сховищ газу. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.

7 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. та ін. Заміна азотом частини буферного об'єму газу Дашавського ПСГ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.42-44.

8 Грай М. Экономия энергии на подземных хранилищах природного газа. Перевод №2643. – К.: ВНИПИТрансгаз, 1989.

9 Донг А., Леуан П., Меньє Г. Використання інертного газу: оцінка п'ятнадцятирічного досвіду // "Газ де Франс", Міжнародна конференція з газових досліджень, 1995.

10 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

11 Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – С. 16-17.

12 Рид Р. Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ ПІДІГРІВАННЯ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ НА ЇЇ РЕОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ

С.Р. Яновський, М.Д. Середюк, Л.Д. Пилипів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166

e-mail: seredjuk@nung.edu.ua

В результате экспериментальных исследований, выполненных при помощи ротационного вискозиметра Реотест-2, установлено, что реологические свойства высоковязкой высокозастывающей долинской нефти существенно зависят от температуры ее подогрева перед закачкой в трубопровод. Получены графические и аналитические зависимости статического напряжения сдвига, граничного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости от температуры подогрева долинской нефти, а также от температуры, при которой она находится в трубопроводе.

The results of experimental research, which were done with rotary viscometer, show that the rheological properties of high-viscosity and high-solidifying of Dolina oil are depend on the temperature of heating at the beginning of transportation. The graphical and analytic relations of statical transverse strain, boundary dynamical transverse strain and plastic viscosity from the temperature of heating of oil and the temperature of oil inside the pipeline, were developed.

Нафта Долинських родовищ на Прикарпатті (далі – долинська нафта) відноситься до високов'язких швидкозастигаючих нафт. Транспортування таких нафт нафтопроводами вимагає застосування спеціальних технологій перекачування. Для транспортування долинської нафти нафтопроводом використовується технологія неізотермічного перекачування, за якою нафта підігривається до певної температури на насосно-тепловій станції (НТС), і далі закачується у нафтопровід. У процесі руху нафти в трубопроводі внаслідок теплообміну з навколишнім середовищем її температура поступово знижується до певного значення, за якого ще забезпечуються транспортабельні властивості. Неприпустиме зниження температури нафти може спричинити "заморожування" та аварійну зупинку роботи нафтопроводу.

Для практичної реалізації зазначеної технології перекачування обов'язковим є обґрунтування необхідної температури підігрівання високов'язкої нафти, достовірне прогнозування

температури нафти в кінці нафтопроводу, втрат тиску та енергетичних витрат на транспортування нафти.

У процесі експлуатації неізотермічного нафтопроводу важливе значення має правильний вибір температури підігрівання нафти. У роботах [1, 2] запропоновано методи обґрунтування температури підігрівання високов'язкої нафти, яка у діапазоні робочих температур у трубопроводі проявляє властивості ньютонівської рідини. Для такої рідини реологічні, а, отже, і транспортабельні властивості однозначно характеризуються величиною кінематичної в'язкості. Реологічні властивості такої нафти за фіксованої температури в нафтопроводі є сталими і не залежать від того, до якої температури вона була підігріта на НТС.

Долинська нафта, як свідчать наші дослідження, залежно від температури, при якій знаходиться, характеризується різними реологічними моделями. За температур, вищих за 30°C, вона характеризується властивостями ньюто-

нівської рідини. У той же час за нижчих температур, що мають місце на значній довжині нафтопроводу, долинська нафта проявляє властивості в'язкопластичної рідини.

Для високов'язкої нафти, що характеризується в'язкопластичними властивостями, реологічні характеристики залежать від багатьох чинників, у тому числі і від температури її підігрівання перед закачуванням у трубопровід. Цей висновок підтверджений результатами реологічних досліджень кількох сортів нафт зарубіжних родовищ [3, 4]. Для високов'язкої швидкозастигаючої нафти за фіксованої температури у трубопроводі її реологічні характеристики можуть помітно залежати від температури підігрівання нафти перед закачуванням у трубопровід.

Нижче наведено результати експериментальних досліджень впливу температури підігрівання на реологічні властивості долинської нафти. Стосовно високов'язкої долинської нафти такі дослідження проведені вперше.

Лабораторні дослідження впливу температури підігрівання долинської нафти на її реологічні властивості проводились нами на ротаційному віскозиметрі РЕОТЕСТ-2 у комплекті з термостатом та холодильною установкою власного виготовлення. Методики проведення та подальшої математичної обробки результатів експериментів детально описані у роботах [5,6].

Для проби долинської нафти, що перекачувалась нафтопроводом Долина-Дрогобич у червні 2007 р., нами проведено п'ять серій експериментів, яким відповідає температура підігрівання 70°C, 65°C, 60°C, 55°C і 50°C відповідно. Для кожної температури підігрівання експериментально визначались реологічні властивості даної проби долинської нафти у діапазоні від конкретної температури підігрівання до 0°C через кожні 5-10°C. Так, наприклад, для температури підігрівання червневої проби нафти 70°C експерименти проводилися за температур нафти 70°C, 60°C, 50°C, 40°C, 30°C, 25°C, 20°C, 15°C, 10°C, 5°C і 0°C.

Таким чином, для червневої проби нафти проведено 49 реологічних експериментів. Кожен експеримент виконувався за різних градієнтів швидкості зсуву для прямого і зворотного ходів віскозиметра. Це дало змогу побудувати криві течії долинської нафти за незруйнованої та зруйнованої структур відповідно. Виконано математичне моделювання кривих течії з метою одержання значень коефіцієнтів реологічної моделі Шведова-Бінгама, а саме граничного динамічного напруження зсуву τ_0 і пластичної в'язкості $\eta_{пл}$. Обробка результатів реологічних досліджень дала змогу визначити також значення статичного напруження зсуву у діапазоні температур від 25°C до 0°C для незруйнованої та зруйнованої структури долинської нафти за різних значень температури її підігрівання.

Аналіз результатів реологічних досліджень засвідчив, що за температур долинської нафти вищих за 30°C граничне динамічне напруження зсуву коливається у межах 1-2 Па і практично

не залежить від температури підігрівання нафти і робочої температури нафти. Така величина граничного динамічного напруження зсуву, як засвідчили наші дослідження, практично не впливає на транспортабельні властивості нафти. Тому далі будемо аналізувати динаміку зміни граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти для температур, нижчих за 30°C.

За даними дослідів побудовано графічні залежності граничного динамічного напруження зсуву від температури для різних значень температур підігрівання. У разі незруйнованої структури долинської нафти зазначені графічні залежності зображено на рисунку 1. Аналіз графіків свідчить про тенденцію суттєвого зростання значень граничного динамічного напруження зсуву у процесі охолодження долинської нафти від 30°C до 0°C.

Результати експериментів дали змогу побудувати графічні залежності пластичної в'язкості від температури для різних значень температур підігрівання долинської нафти. У разі незруйнованої структури долинської нафти зазначені графічні залежності зображено на рисунку 2. Аналіз графіків свідчить про тенденцію суттєвого зростання значень пластичної в'язкості у процесі охолодження долинської нафти від 70°C до 0°C.

Аналіз графічних залежностей засвідчив, що за фіксованої температури підігрівання залежність граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у діапазоні від 0°C до 30°C може бути описана експоненціальною або поліноміальною функцією. При цьому більшу адекватність забезпечує поліноміальна залежність.

На рисунку 3 зображено приклад графічної залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури за її підігрівання до 60°C для незруйнованої структури. На графіки нанесено експоненціальні і поліноміальні моделі, знайдені методом найменших квадратів, та величина дисперсії, що характеризує достовірність моделей. В аналітичних виразах літерою x позначено температуру нафти у градусах Цельсія, літерою y – граничне динамічне напруження зсуву нафти. Аналіз графіків та результатів їх обробки дав змогу визначити числові значення коефіцієнтів математичних моделей залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури.

Реологічні дослідження засвідчили, що для долинської нафти межею помітного прояву в'язкопластичних властивостей є температура 30°C. Тому з метою виявлення впливу температури на пластичну в'язкість доцільно виділити два діапазони температур: перший – від 0°C до 30°C та другий – від 30°C до температури підігрівання долинської нафти.

Як засвідчили наші дослідження, для кожного зазначеного діапазону температур долинської нафти за фіксованої температури її підігрівання залежність пластичної в'язкості від температури також може бути описана експо-

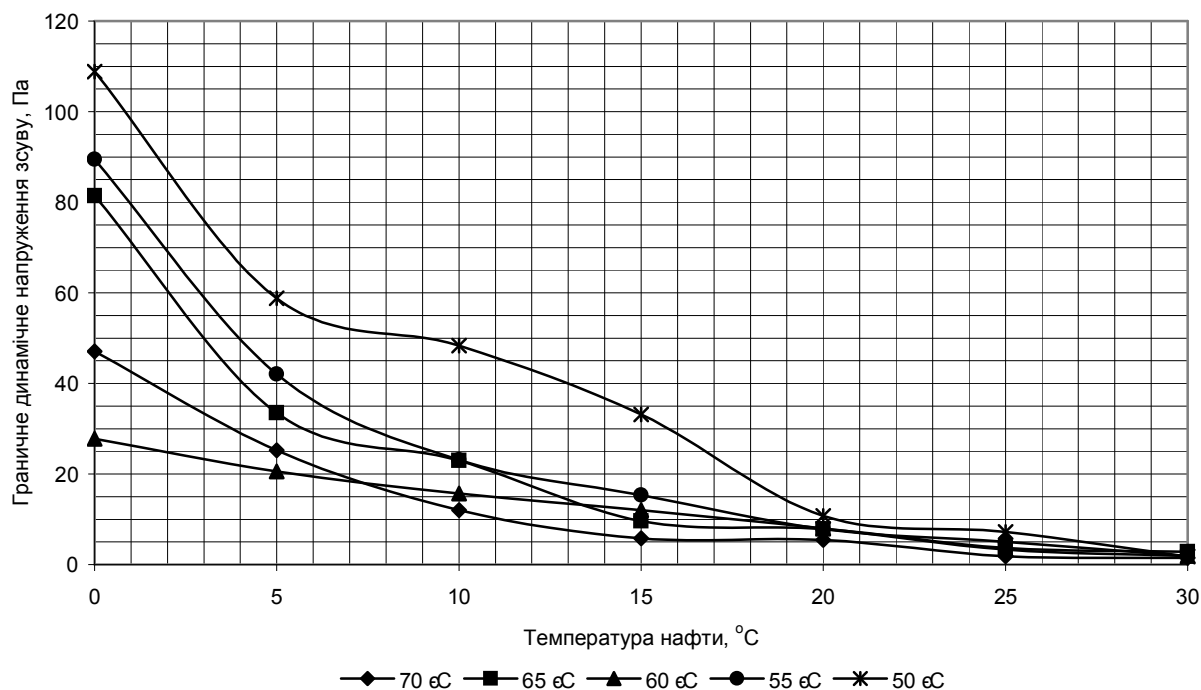


Рисунок 1 – Динаміка зміни залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури за різних температур її підігрівання (нафта, що перекачувалася у червні 2007 р., незруйнована структура)

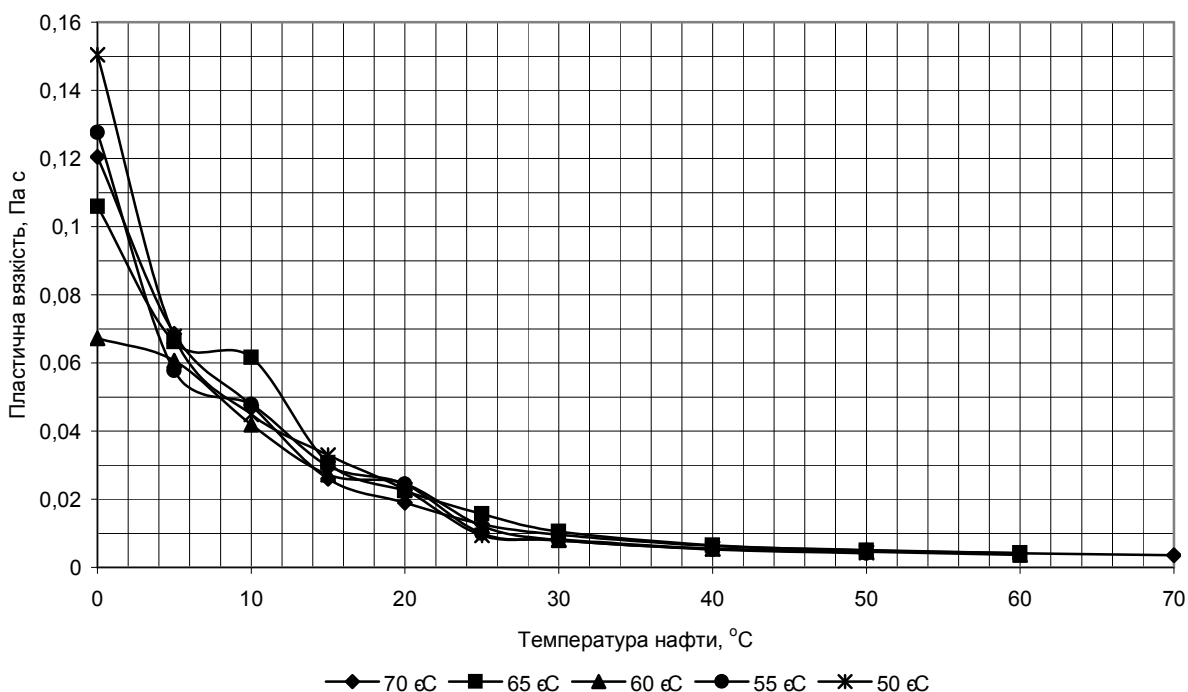


Рисунок 2 – Динаміка зміни залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури за різних температур її підігрівання (нафта, що перекачувалася у червні 2007 р., незруйнована структура)

ненціальною або поліноміальною функцією. При цьому більшу адекватність забезпечує поліноміальна залежність.

На рисунку 4 зображено приклад графічної залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури за її підігрівання до 65°C для температурного діапазону від 0°C до 30°C у

разі незруйнованої структури. На графіку нанесено експоненціальні та поліноміальні моделі, знайдені методом найменших квадратів, та величина дисперсії, що характеризує достовірність моделей. В аналітичних виразах літерою x позначено температуру нафти у градусах Цельсія, літерою y – пластичну в'язкість нафти.

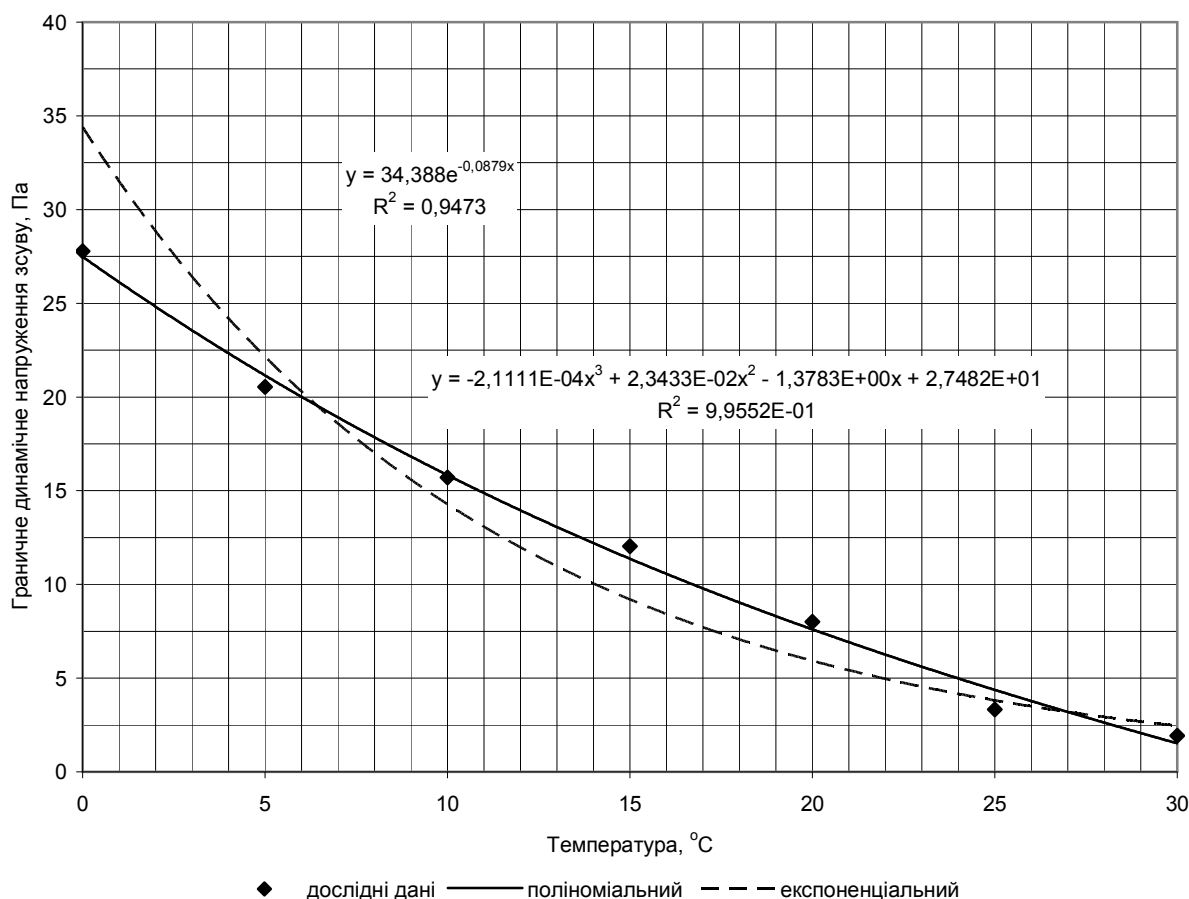


Рисунок 3 – Залежність граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури у випадку підігрівання до 60°C (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура)

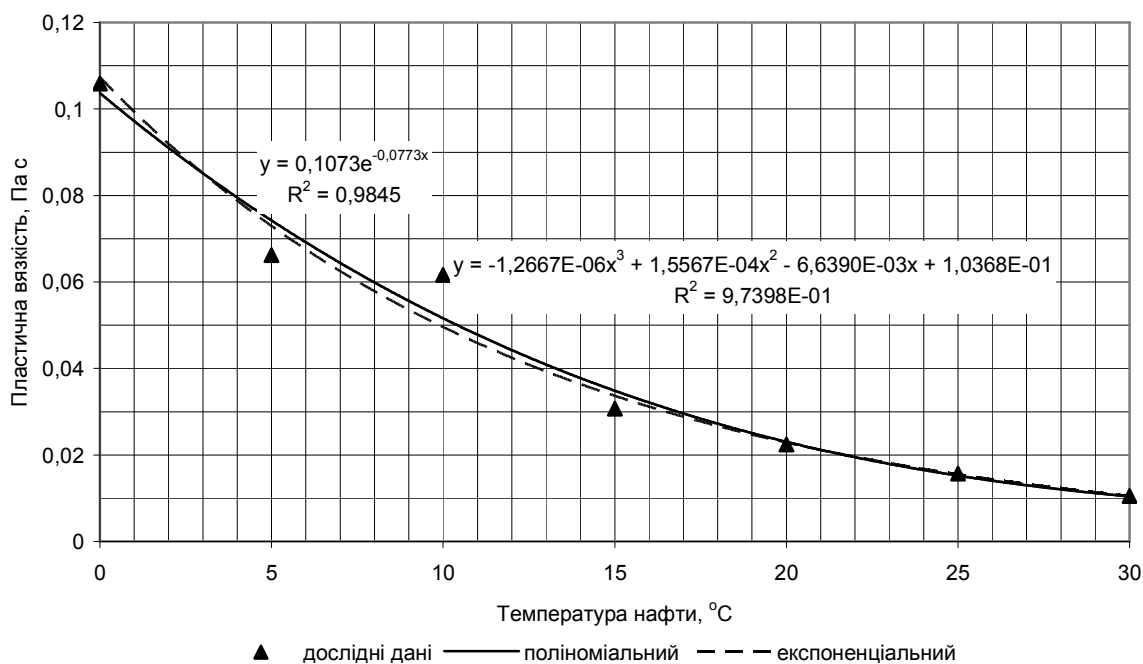


Рисунок 4 – Залежність пластичної в'язкості долинської нафти від температури у випадку підігрівання до 65°C (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура, діапазон температур нафти від 0 до 30°C)

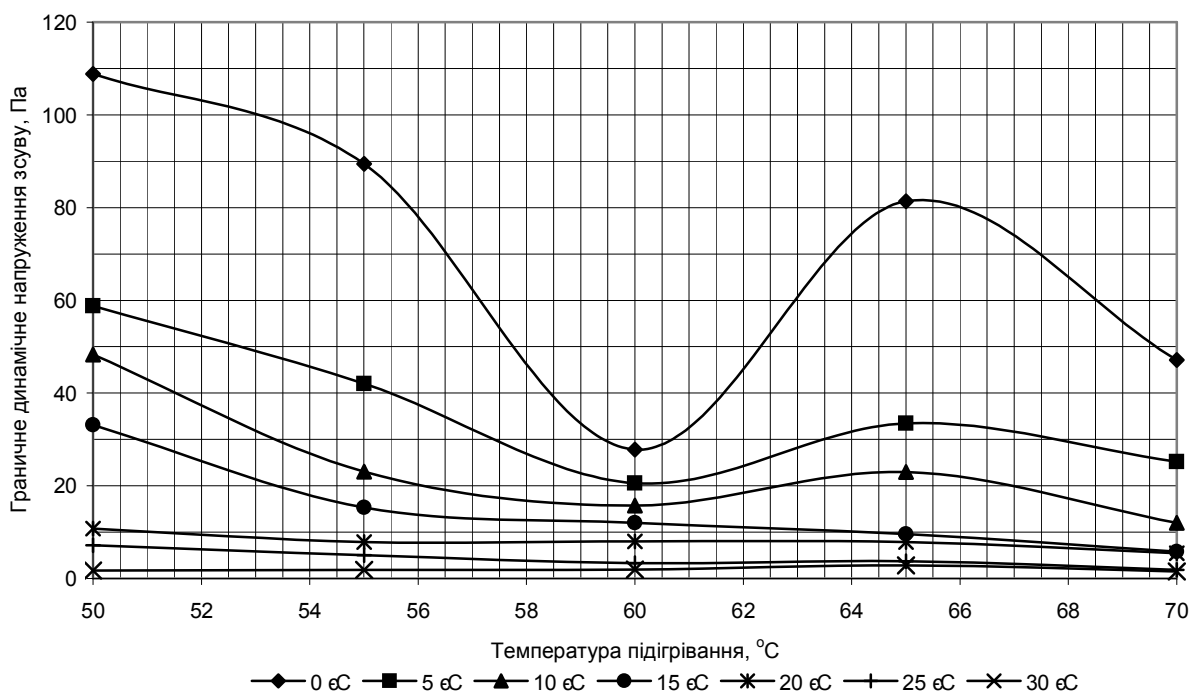


Рисунок 5 – Залежність граничного динамічного напруження зсуву від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура)

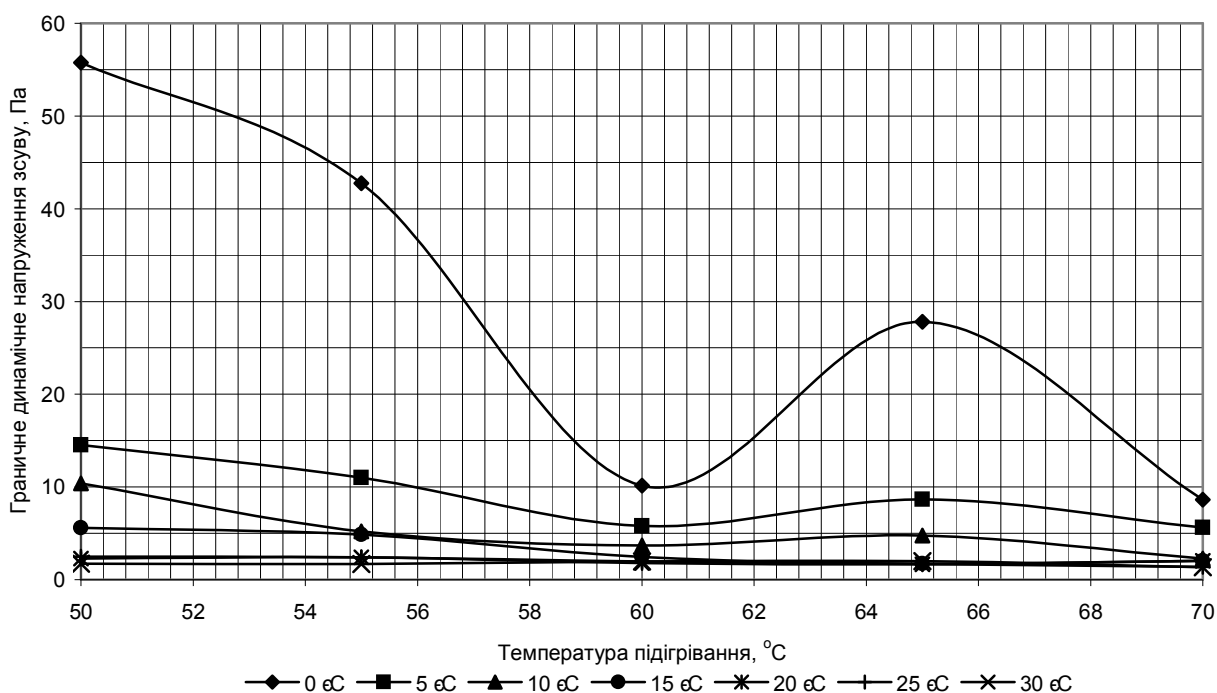


Рисунок 6 – Залежність граничного динамічного напруження зсуву від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., зруйнована структура)

Аналіз графіків та результатів їх обробки дав змогу визначити числові значення коефіцієнтів математичних моделей залежності пластичної в'язкості нафти від температури.

Аналогічні графічні залежності побудовано для всіх серій експериментів, що відповідають заданим значенням температури підігрівання долинської нафти, що перекачувалась у червні

2007 р. Виконано математичне моделювання графічних залежностей статичного напруження зсуву, граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури. Визначено числові значення коефіцієнтів математичних моделей реологічних параметрів долинської нафти.

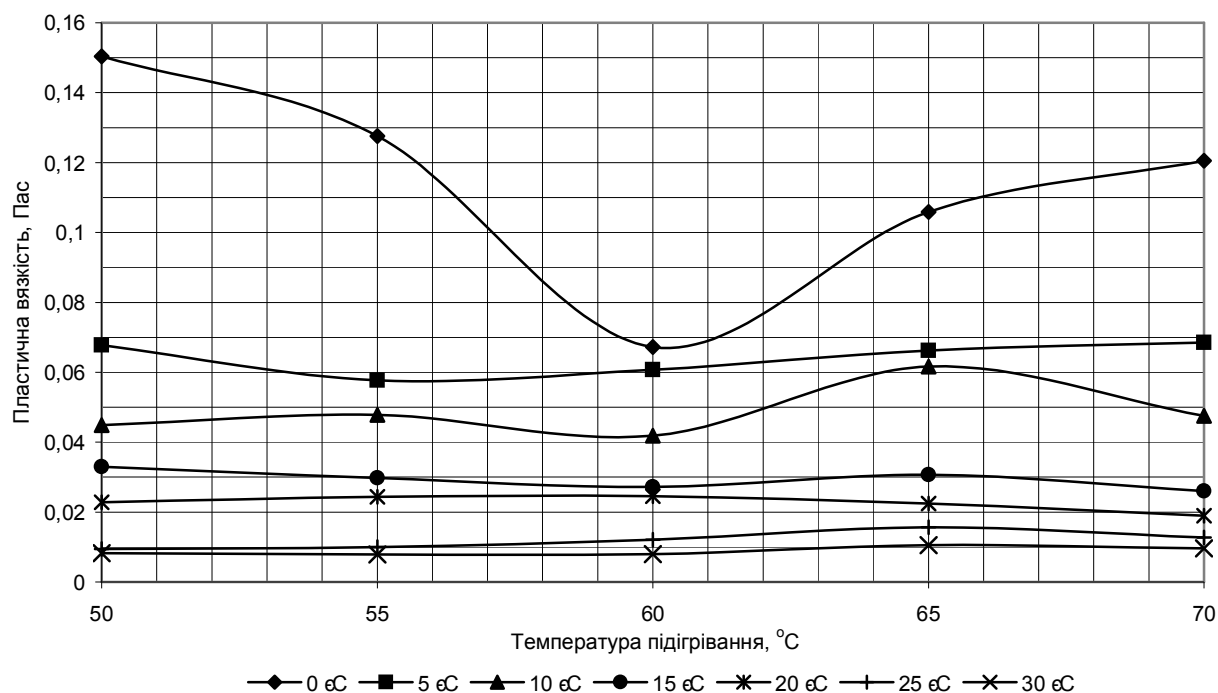


Рисунок 7 – Залежність пластичної в'язкості від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура)

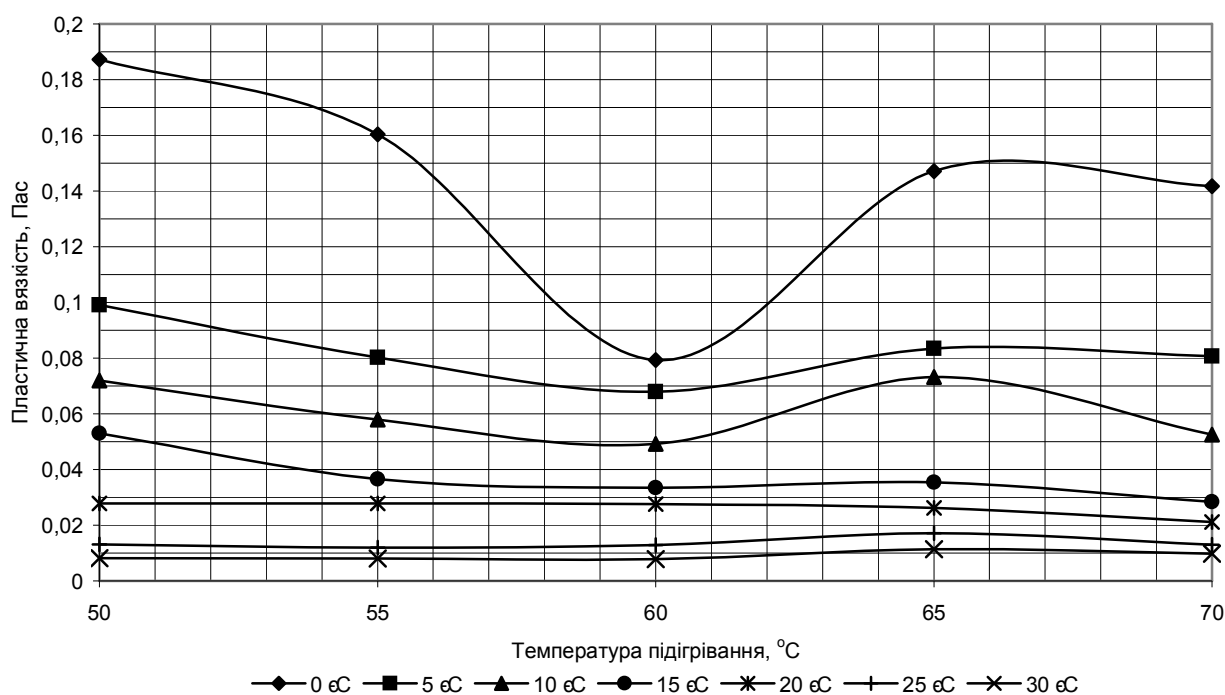


Рисунок 8 – Залежність пластичної в'язкості від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., зруйнована структура)

З метою аналізу впливу температури підігрівання долинської нафти на її реологічні властивості за даними дослідів побудовані узагальнені графічні залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури у діапазоні робочих температур для нафти, що перекачувалась у червні 2007 р. (див. рисунки 5-8).

Аналіз графіків, зображених на рисунках 5-8 свідчить, що величина температури підігрівання долинської нафти за всіх інших однакових чинників помітно впливає на реологічні параметри нафти – величину динамічного напруження зсуву і пластичну в'язкість. Це спостерігається як для незруйнованої, так і для зруйнованої структури долинської нафти.

Аналіз зазначених графіків свідчить про існування оптимального діапазону температур підігрівання 58-62°C, якому відповідають найбільш сприятливі реологічні властивості долинської нафти, а саме мінімальні значення граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості. Слід зазначити, що для червневої проби долинської нафти виявлено також помітне зниження граничного динамічного напруження зсуву за температури підігрівання нафти 70°C.

Результати математичної обробки реологічних експериментів стосовно долинської нафти, що перекачувалась у червні 2007 року, використані нами для одержання узагальнених аналітичних виразів залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури підігрівання та температури, за якої вона перебуває в трубопроводі.

Для граничного динамічного напруження зсуву запропоновано таку поліноміальну модель:

$$\tau_o = A \cdot t^3 + B \cdot t^2 + C \cdot t + D, \quad (1)$$

де: A, B, C, D - коефіцієнти поліноміальної математичної моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву долинської нафти від температури;

t - температура нафти.

Як засвідчили наші дослідження, залежність значень коефіцієнтів A, B, C, D від температури підігрівання долинської нафти також можна описати поліноміальною функцією вигляду (1).

Аналогічні математичні моделі запропоновані нами для опису залежності пластичної в'язкості долинської нафти від температури її підігрівання та температури, за якої вона знаходиться у трубопроводі.

Одержані нами аналітичні вирази для опису закономірностей зміни коефіцієнтів математичних моделей від температури підігрівання долинської нафти мають вигляд, наведений нижче.

Для граничного динамічного напруження зсуву:

$$A = -3,5301 \cdot 10^{-5} t_{нид}^3 + 6,0555 \cdot 10^{-3} t_{нид}^2 - 3,4449 \cdot 10^{-1} t_{нид} + 6,4944 ; \quad (2)$$

$$B = 2,1389 \cdot 10^{-3} t_{нид}^3 - 3,6648 \cdot 10^{-1} t_{нид}^2 + 20,821 \cdot t_{нид} - 391,94 ; \quad (3)$$

$$C = -3,9351 \cdot 10^{-2} t_{нид}^3 + 6,7208 \cdot t_{нид}^2 - 380,46 \cdot t_{нид} + 7130,9 ; \quad (4)$$

$$D = 2,0726 \cdot 10^{-1} t_{нид}^3 - 35,061 \cdot t_{нид}^2 + 1962,9 \cdot t_{нид} - 36293 ; \quad (5)$$

$$A = -1,8820 \cdot 10^{-5} t_{нид}^3 + 3,2078 \cdot 10^{-3} t_{нид}^2 - 1,8090 \cdot 10^{-1} t_{нид} + 3,3704 ; \quad (6)$$

$$B = 1,0575 \cdot 10^{-3} t_{нид}^3 - 1,8002 \cdot 10^{-1} t_{нид}^2 + 10,139 \cdot t_{нид} - 188,63 ; \quad (7)$$

$$C = -1,7899 \cdot 10^{-2} t_{нид}^3 + 3,0408 \cdot t_{нид}^2 - 170,87 \cdot t_{нид} + 3170,5 ; \quad (8)$$

$$D = 8,8828 \cdot 10^{-2} t_{нид}^3 - 15,032 \cdot t_{нид}^2 + 840,9 \cdot t_{нид} - 15515 . \quad (9)$$

Для пластичної в'язкості нафти:

у разі незруйнованої структури долинської нафти:

за температур нафти від 0°C до 30°C

$$A = -3,2652 \cdot 10^{-8} t_{нид}^3 + 5,5756 \cdot 10^{-6} t_{нид}^2 - 3,1466 \cdot 10^{-4} t_{нид} + 5,8618 \cdot 10^{-3} ; \quad (10)$$

$$B = 1,8315 \cdot 10^{-6} t_{нид}^3 - 3,1215 \cdot 10^{-4} t_{нид}^2 + 1,7583 \cdot 10^{-2} t_{нид} - 3,2688 \cdot 10^{-1} ; \quad (11)$$

$$C = 1,8130 \cdot 10^{-5} \cdot t_{нид}^3 - 3,3315 \cdot 10^{-3} \cdot t_{нид}^2 + 2,0299 \cdot 10^{-1} t_{нид} - 4,1046 ; \quad (12)$$

$$D = 1,6132 \cdot 10^{-4} t_{нид}^3 - 2,7249 \cdot 10^{-2} \cdot t_{нид}^2 + 1,5216 \cdot t_{нид} - 27,977 ; \quad (13)$$

за температур нафти від 30°C до 70°C

$$A = 1,1119 \cdot 10^{-11} t_{нид}^3 - 3,0013 \cdot 10^{-9} t_{нид}^2 + 2,2980 \cdot 10^{-7} t_{нид} - 5,5014 \cdot 10^{-6} ; \quad (14)$$

$$B = 2,9987 \cdot 10^{-9} t_{нид}^3 - 3,2978 \cdot 10^{-7} t_{нид}^2 + 8,7987 \cdot 10^{-6} t_{нид} + 3,2001 \cdot 10^{-5} ; \quad (15)$$

$$C = -4,576 \cdot 10^{-7} \cdot t_{нид}^3 + 6,817 \cdot 10^{-5} \cdot t_{нид}^2 - 3,3214 \cdot 10^{-3} \cdot t_{нид} + 5,1475 \cdot 10^{-2} ; \quad (16)$$

$$D = 1,2137 \cdot 10^{-4} t_{нид}^3 - 2,0455 \cdot 10^{-2} \cdot t_{нид}^2 + 1,1426 \cdot t_{нид} - 21,132 . \quad (17)$$

У разі зруйнованої структури долинської нафти:

за температур нафти від 0°C до 30°C

$$A = -4,4712 \cdot 10^{-8} t_{нид}^3 + 7,6632 \cdot 10^{-6} t_{нид}^2 - 4,3488 \cdot 10^{-4} t_{нид} + 8,1640 \cdot 10^{-3} ; \quad (18)$$

$$B = 2,6384 \cdot 10^{-6} t_{нид}^3 - 4,5142 \cdot 10^{-4} t_{нид}^2 + 2,5575 \cdot 10^{-2} t_{нид} - 4,7926 \cdot 10^{-1} ; \quad (19)$$

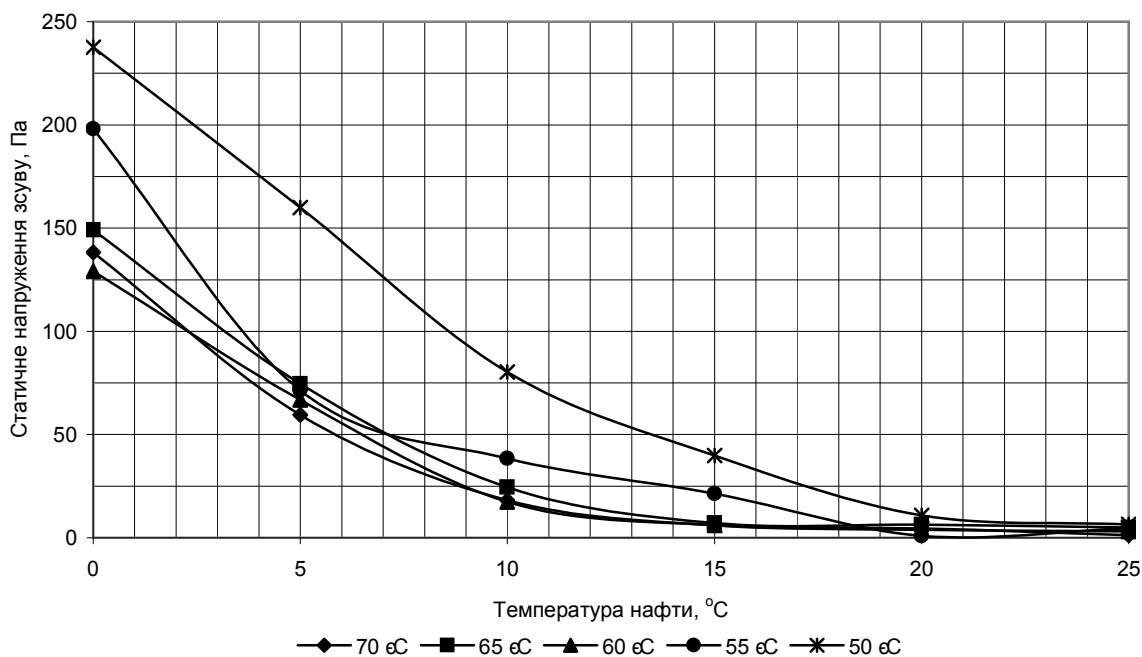


Рисунок 9 – Динаміка зміни залежності статичного напруження зсуву долинської нафти від температури за різних температур її підігрівання (нафта, що перекачувалася у червні 2007 р., незруйнована структура)

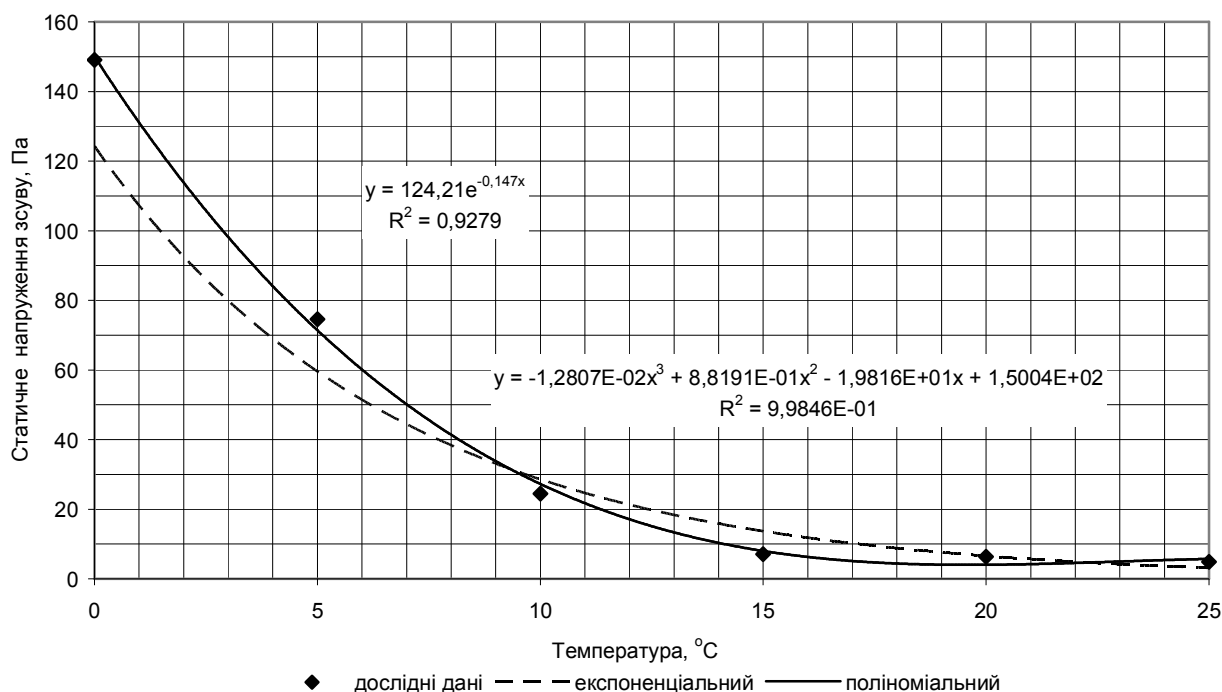


Рисунок 10 – Залежність статичного напруження зсуву долинської нафти від температури у випадку підігрівання до 65°C (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура)

$$C = -4,7484 \cdot 10^{-5} \cdot t_{нид}^3 + 8,0957 \cdot 10^{-3} \cdot t_{нид}^2 - 4,5697 \cdot 10^{-1} t_{нид} + 8,5272 ; \quad (20)$$

$$D = 2,5404 \cdot 10^{-4} t_{нид}^3 - 4,2928 \cdot 10^{-2} \cdot t_{нид}^2 + 2,4001 \cdot t_{нид} - 44,257 ; \quad (21)$$

$$\begin{aligned} &\text{за температур нафти від } 30^\circ\text{C до } 70^\circ\text{C} \\ A &= -1,8889 \cdot 10^{-10} t_{нид}^3 + 3,0667 \cdot 10^{-8} t_{нид}^2 - 1,652 \cdot 10^{-6} t_{нид} + 2,9417 \cdot 10^{-5} ; \quad (22) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= 3,6429 \cdot 10^{-8} t_{нид}^3 - 5,9573 \cdot 10^{-6} t_{нид}^2 + 3,2333 \cdot 10^{-4} t_{нид} - 5,8044 \cdot 10^{-3} ; \quad (23) \end{aligned}$$

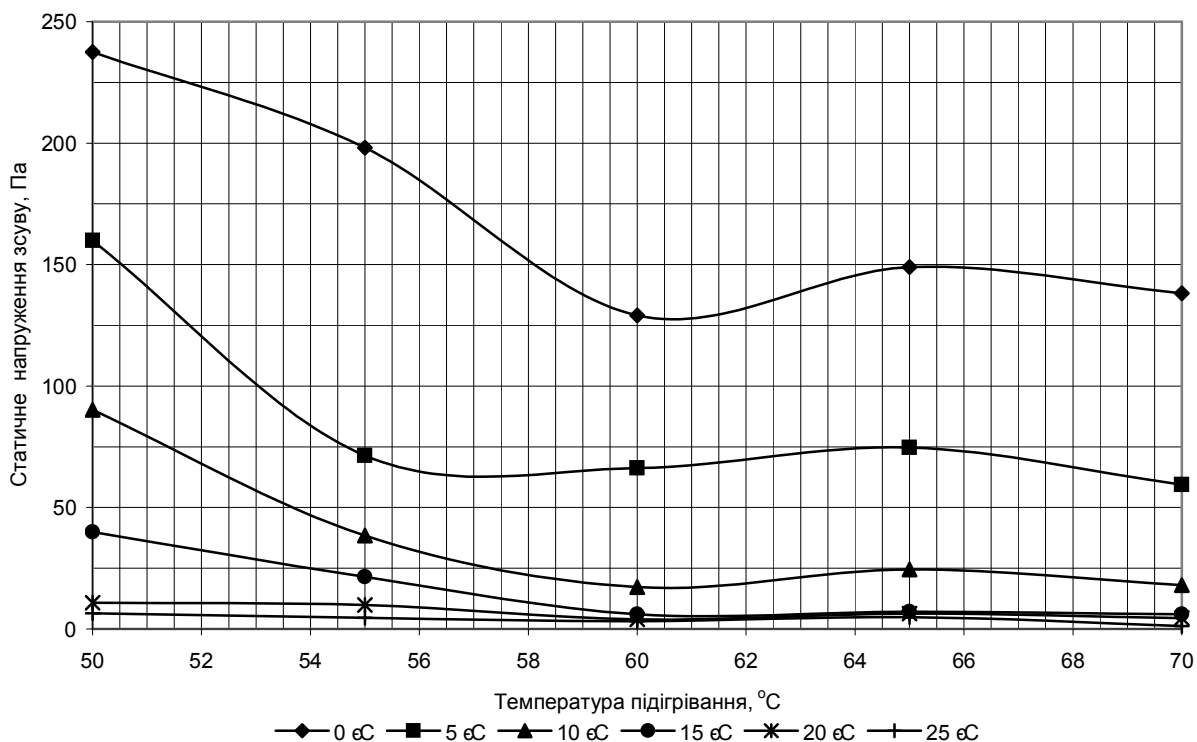


Рисунок 11 – Залежність статичного напруження зсуву від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., незруйнована структура)

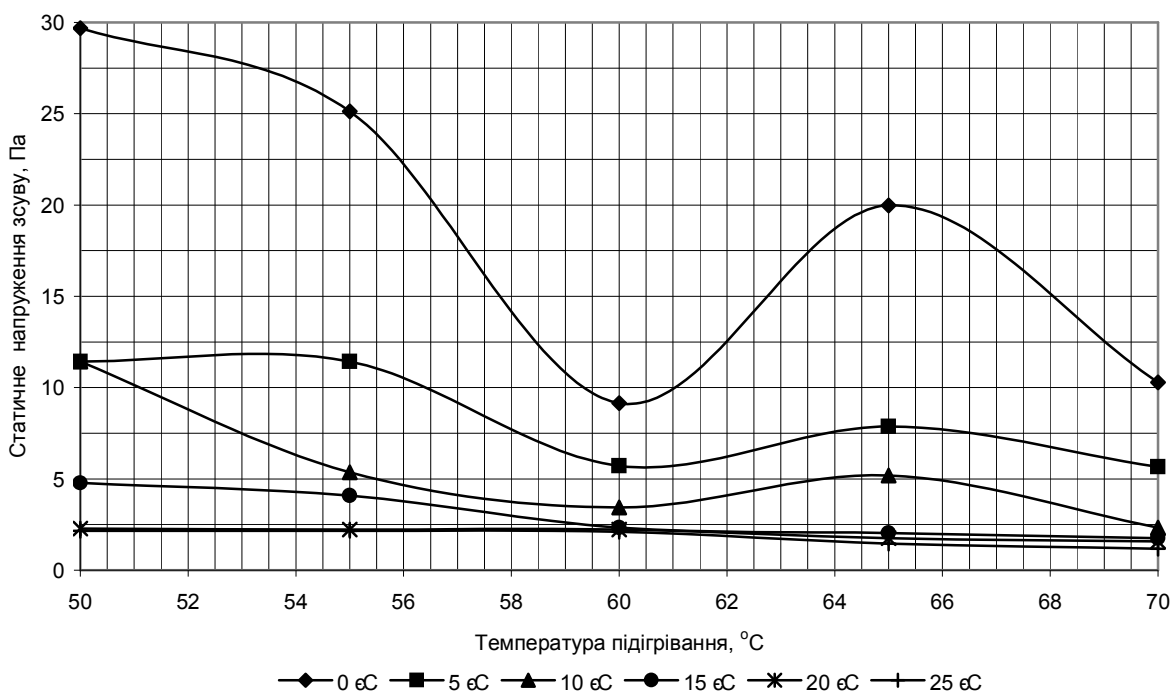


Рисунок 12 – Залежність статичного напруження зсуву від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (нафта, що перекачувалась у червні 2007 р., зруйнована структура)

$$C = -2,2807 \cdot 10^{-6} \cdot t_{нид}^3 + 3,7505 \cdot 10^{-4} \cdot t_{нид}^2 - 2,0474 \cdot 10^{-2} \cdot t_{нид} + 3,6976 \cdot 10^{-1} ; \quad (24)$$

$$D = 4,5860 \cdot 10^{-5} t_{нид}^3 - 7,5644 \cdot 10^{-3} \cdot t_{нид}^2 + 4,1422 \cdot 10^{-1} t_{нид} - 7,500 . \quad (25)$$

Використовуючи дані дослідів, будемо графічні залежності статичного напруження зсуву долинської нафти від температури за різних значень температури її підігрівання. У разі незруйнованої структури нафти графічні залежності мають вигляд, наведений на рисунку 9. Аналіз зазначених графіків виявив тенденцію суттєвого збільшення статичного напруження зсуву долинської нафти у випадку зменшення температури від 25°C до 0°C. При вищих температурах статичне напруження зсуву долинської нафти не перевищує 1-2 Па, що не впливає на пускові режими нафтопроводу Долина-Дрогобич.

За фіксованої температури підігрівання залежність статичного напруження зсуву від температури можна описати експоненціальною або поліноміальною функцією. На рисунку 10 наведено приклад графічної залежності статичного напруження зсуву від температури у випадку підігрівання долинської нафти до 65°C у разі незруйнованої структури. На графіках показані математичні моделі, в яких літерою x позначено температуру нафти у градусах Цельсія, а літерою y – статичне напруження зсуву долинської нафти. Аналогічні графіки побудовано для всіх серій експериментів. Виконано їх математичне моделювання, одержані коефіцієнти математичних моделей.

За результатами експериментів побудовано узагальнені графічні залежності статичного напруження зсуву від температури підігрівання долинської нафти у діапазоні робочих температур (рисунки 11 і 12). Аналіз зазначених графіків свідчить про існування оптимального діапазону температур підігрівання 58-62°C, якому відповідають мінімальні значення статичного напруження зсуву долинської нафти. За температури підігрівання долинської нафти 70°C також виявлено помітне зниження величини статичного напруження зсуву.

Таким чином, комплексні реологічні дослідження засвідчили, що для долинської нафти, що перекачувалась нафтопроводом Долина-Дрогобич у червні 2007 р., оптимальною температурою підігрівання з точки зору найбільш сприятливих для транспортування реологічних властивостей є температура 60°C. Цій температурі підігрівання відповідає комплекс мінімальних значень статичного напруження зсуву, граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості долинської нафти.

Як засвідчили наші попередні дослідження [5, 6], хімічний склад долинської нафти, а, отже, і її реологічні властивості не є сталими, вони залежать від технології видобутку нафти і підготовки її до транспортування. Тому з метою виявлення, насамперед, впливу сезонних чинників на реологічні властивості долинської нафти експериментальні дослідження, описані вище, будуть нами проведені для проб нафти, які транспортується нафтопроводом протягом кожного місяця року. Це дасть змогу узагальнити результати реологічних досліджень і для кожного місяця року знайти оптимальну температуру підігрівання долинської нафти, яка

забезпечить сприятливі для транспортування реологічні властивості, а отже і мінімальні енергетичні витрати.

Література

1 Фролов К.Д., Середюк М.Д. Оптимальная температура подогрева и число насосно-тепловых станций при неизотермическом режиме перекачки разнородных нефтей и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 10. – С. 60-62.

2 Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.

3 Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.

4 Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982. – 295 с.

5 Болонний В.Т., Середюк М.Д. Дослідження реологічних властивостей нафти Долинського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4 (13). – С. 34-40.

6 Пилипів Л.Д., Середюк М.Д. Експериментальні дослідження реологічних характеристик долинської нафти з додаванням депресатора // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3(20). – С. 50-54.